

**МАТЕРИАЛЫ
СОВЕЩАНИЯ-СЕМИНАРА
«ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОДСЧЕТА
ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В ОТЛОЖЕНИЯХ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ»**

4-5 декабря 2014г.



ОСОБЕННОСТИ И ОСНОВНЫЕ ТРУДНОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В БИТУМИНОЗНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ).

Зубков М.Ю. (ООО «ЗапСибГЦ»)

Аннотация. Рассмотрены основные причины, затрудняющие проведение качественного и достоверного подсчета запасов в отложениях баженовской свиты (БС), объясняющиеся, главным образом, отсутствием ясного представления о типах коллекторов в составе баженовской свиты и механизмах их формирования, а также связанные с поликомпонентным вещественным составом свиты, тонкослоистым строением и сложностями интерпретации данных ГИС. Предложена классификация пород-коллекторов, присутствующих в составе свиты, обоснован механизм формирования вторичных коллекторов в ней. Обосновывается включение в стандартный комплекс ГИС дополнительно акустических и ЯМК методов.

С момента открытия углеводородных (УВ) залежей в битуминозных отложениях баженовской свиты (БС) в конце 60-х, начале 70-х годов прошлого века неоднократно предпринимались попытки подсчета запасов УВ в этих отложениях. Сначала они были предприняты в пределах Салымского месторождения, а позднее на ряде площадей Краснотенинского и Сургутского сводов. Однако ГКЗ СССР, а затем РФ либо не принимала подсчитанные запасы на баланс ввиду слабой обоснованности основных подсчетных параметров, либо эти запасы принимались условно с рядом оговорок. Обычно все попытки заканчивались лишь оценками ресурсов или в лучшем случае геологических запасов УВ, содержащихся в БС в пределах тех или иных территорий.

Чем же объясняется сложность подсчета запасов УВ в битуминозных отложениях? Это связано со следующими особенностями рассматриваемых отложений:

- отсутствием однозначных представлений о типе или типах коллекторов в составе БС, об фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) коллекторов, включая их граничные значения, а также о механизме или механизмах их образования;

- отсутствием ясных общепринятых критериев для выделения перспективных зон с целью поисков в их пределах УВ залежей в обсуждаемых отложениях.

Это было обусловлено:

- неопределенностью границ залежей в рассматриваемых отложениях;

- отсутствием водо – нефтяных контактов и свободной воды в пределах БС;

- уникальным вещественным составом битуминозных отложений.

Следствием перечисленных геологических особенностей БС стали:

- сложностями интерпретации данных ГИС, обусловленные многокомпонентным составом пород БС и их тонкослоистым строением;

- определяющим влиянием эпигенетических (тектонно-гидротермальных) процессов на формирование коллекторов и УВ-залежей в БС.

Наиболее надежным, а потому чаще всего используемым, считается объемный метод подсчета запасов, для применения которого необходимо знать мощность продуктивных отложений, площадь их распространения, динамическую (*эффективную – прим. ред.*) пористость и физико-химические свойства добываемых УВ.

Напомним, что отложения БС сложены, главным образом, следующими компонентами: биогенным кремнеземом, карбонатами различного происхождения, глинистыми минералами, органическим веществом (ОВ), представленным, главным образом, керогеном и битумом, а также пиритом и небольшой примесью терригенных обломков мелкоалевритовой размерности (кварц, полевые шпаты и лейсты слюд).

Попробуем разобраться, какие литологические разновидности пород являются коллекторами, способными не только содержать, но и отдавать, присутствующие в их поровом пространстве УВ, а также восстановить механизм их формирования.

Прямые признаки присутствия УВ встречены в следующих литологических разновидностях пород, входящих в состав битуминозных отложений баженовской свиты (рис. 1, 2):

- силицитах, то есть кремнистых породах, включая радиоляриты;
- карбонатах, в том числе метасоматического происхождения, например, карбонатные радиоляриты;
- копролитах, имеющих фосфатный и/или карбонатный состав;
- переходных разновидностях карбонатно-кремнистого состава с различным соотношением карбонатного и кремнистого материала;
- породах сложного (комплексного) состава, сложенных биогенным кремнеземом, карбонатами, пиритом и ихтиодетритом.

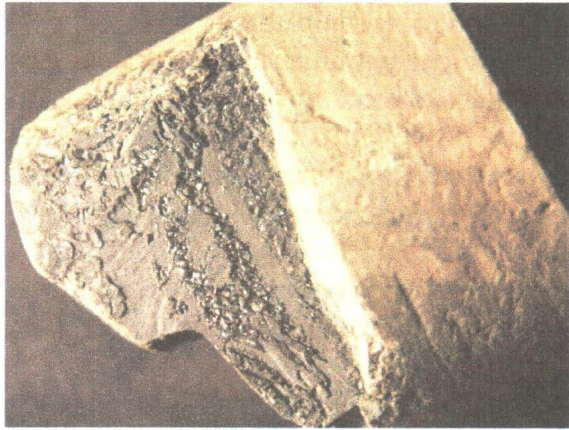
В первом приближении в перечисленных выше литологических типах пород можно выделить следующие типы коллекторов:

- псевдогранулярные (первичные), отмечающиеся в радиоляритах, копролитах, иногда в пиритизированных участках;
- трещинные (вторичные) – чаще всего встречаются в кремнистых, чуть реже – в карбонатных литологических типах пород;
- трещинно - кавернозные (вторичные) – обычно в карбонатных, гораздо реже – в кремнистых типах пород, причем в последних встречаются только микрокаверны.

Следует отметить, что первичные (псевдогранулярные) коллекторы часто подвергаются вторичным (тектонно-гидротермальным) изменениям, что может, как улучшить, так и ухудшить их первичные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) вследствие отложения эпигенетических минералов (чаще всего карбонатов, кварца и каолинита).

В отличие от обычных терригенных и карбонатных пород-коллекторов, в рассматриваемых отложениях вторичная пористость также формируется за счет исходного ОВ (керогена), который по мере его катагенетического созревания генерирует нефтиды и не-УВ летучие. В зависимости от начального содержания керогена и степени его катагенетического преобразования вторичная пористость, формирующаяся за его счет, могла бы достигать 20-25 % и более. Однако вследствие низкой механической прочности пород, обогащенных ОВ, большая часть этой вторичной ёмкости исчезает вследствие уплотнения отложений БС под действием литостатической нагрузки и образовавшиеся нефтиды эмигрируют в ближайшие породы-коллекторы в результате флюидо-разрыва в направлении максимального градиента порового давления. Тем не менее, часть вторичной пористости сохраняется в породах, способных сопротивляться литостатическому давлению. К таким породам, в первую очередь, относятся силициты. Для карбонатов этот вид вторичной пористости не так важен из-за низкого исходного содержания в них керогена.

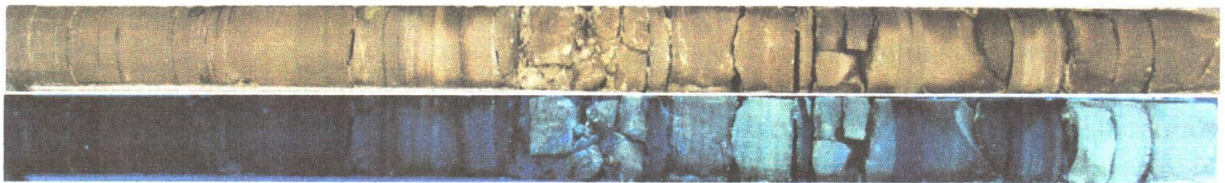
В лабораторных условиях пористость большинства литологических разновидностей пород, входящих в состав БС, определяется достаточно корректно стандартными методами. Гораздо сложнее, а в ряде случаев практически невозможно, оценить пористость трещиноватых и особенно трещинно-кавернозных разновидностей, которые в большинстве случаев поднимаются из скважины в разрушенном состоянии. Потому в лабораториях, как правило, определяют ФЕС непроницаемой матрицы породы, имеющей пористость 1-3 %. Чаще всего это относится к карбонатным разновидностям пород.



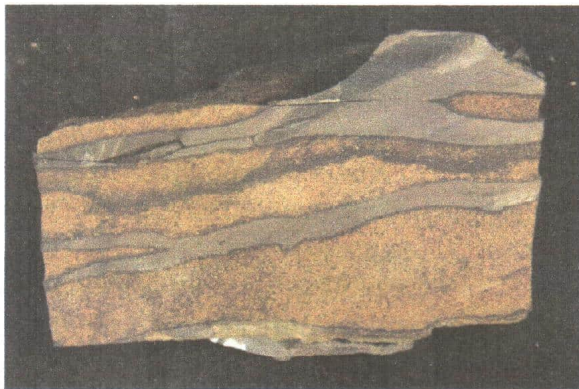
а



б



в



г



д

Рис. 1. Фотографии образцов (а, б, г, д) и колонка полноразмерного керна (в), отобранных из отложений баженовской и абалакской свит, с прямыми признаками нефтидов: а - поверхность трещины, в силиците (радиолярите), покрытая пленками метаморфизированных битумов и мелкими кристаллами эпигенетических минералов (Маслиховское месторождение); б - трещина в известняке, поверхность которой покрыта метаморфизованными битумами и кристаллами вторичных минералов (Пальяновская площадь); в - колонка керна силицитов, снятых в белом (вверху) и ультрафиолетовом (внизу) свете (Тортасинский ЛУ); г, д - копролитовые фосфориты с псевдогранулярной ёмкостью, заполненной легкими нефтеподобными битумами, снятые в белом (г) и ультрафиолетовом (д) свете (Пальяновская площадь), с изменениями

В ряде случаев, кремнистые литотипы пород БС также трещиноваты, и керн, извлекаемый из таких пород, также может быть разрушен по трещинам. В таких случаях, преобладают определения ФЕС матрицы этих пород.

В связи с этой особенностью рассматриваемых пород достоверные данные могут быть получены только при изучении полноразмерного керна, который имеет больше шансов сохранить трещинную и трещинно-кавернозную емкость.

Определение емкостных свойств рассматриваемых пород по данным ГИС также имеет свои трудности, что обусловлено рядом причин, а именно, поликомпонентным составом отложений, тонким переслаиванием различных литологических типов пород, резко отличающихся, в первую очередь, своей плотностью. Действительно, плотность отдельных слагающих БС компонентов изменяется от 1.2-1.4 г/см³ (кероген) до 2.7-2.9-3.9 (карбонаты) и даже до 5.0 г/см³ (пирит). Поэтому интерпретация материалов таких методов ГИС как гамма-гамма плотностной, акустический и даже нейтрон-нейтронный метод осложняется неопределенностью и большим диапазоном вариации плотности твердой фазы пород. Адекватность определений пористости таких пород находится под большим сомнением. Вместе с тем, общая пористость основной части пород, слагающих БС, изменяется в узких пределах – обычно от 1-3 до 6-8, редко 10-12 %. При этом динамическая пористость обычно составляет десятые доли процента, редко 1-3 %. Исключением являются карбонатные породы, в которых трещинно-кавернозная емкость может достигать 5-10 %, а возможно и более. Но определить точную величину этой вторичной емкости даже в лабораторных условиях не представляется возможным из-за того, что из зон дробления и наложенной гидротермальной проработки керн достается в виде отдельных кусков, распавшихся по трещинам.

Обычно для выделения коллекторов в разрезе БС привлекают различные модификации ядерно-физических методов (ГК, ГГК, НКТ, НГК и т.п.), а также электрические методы (в первую очередь БК, вследствие ограниченной толщины прослоев различного става). Но, вследствие перечисленных выше причин, а также отсутствия опорных пластов и корректного нормирования кривых ГИС, а также не надежного эталонирования зондов, эти методы являются малоэффективными.

Поскольку часто высокодебитные притоки получают из маломощных карбонатных пластов, обладающих трещинно-кавернозной емкостью, то представляется разумным использовать с целью выделения продуктивных интервалов акустические методы. Однако и здесь возникает проблема их нормировки. Кроме того, акустические методы проводились и проводятся далеко не во всех скважинах.

Весьма перспективным представляется ЯМК, который является единственным методом, позволяющим оценить долю свободного флюида в пласте. То есть это своего рода «прямой» метод определения величины пористости, занятой подвижными флюидами. Лабораторные исследования образцов, насыщенных УВ, отобранных из БСс по мощности ЯМР релаксометра подтвердили перспективность этого направления.

В последнем подсчете запасов (ресурсов) отложений бажендовской свиты, выполненном коллективом авторов ОАО «ЦГЭ» и МГУ в пределах пяти месторождений, кроме данных ГИС и лабораторных исследований керна использовались результаты геохимических исследований (в первую очередь, определение Сорг и пиролиз). На основе последних ими было выполнено подразделение запасов или объемов УВ по способам их извлечения:

V_1 – объем подвижной нефти, содержащейся в поровом объеме (K_p , дин.) и части объема высвобождаемой нефти при проведении перфорации и ГРП из первично закрытых пор, но содержащих подвижную нефть. В определении этой категории УВ использован пиролитический параметр S_1 , отождествляемый с подвижной нефтью.



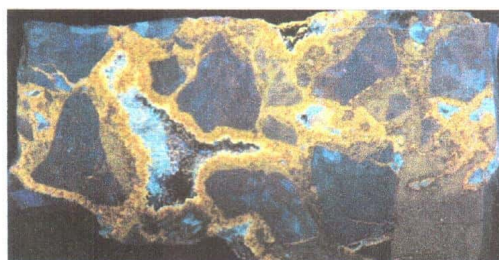
а



б



в



г



д



е

Рис. 2. Фотографии образцов трещиновато-кавернозных известняков с захваченной в процессе роста эпигенетического (пленочно-порового) кальцита микрокапельной нефтью, отобранных из отложений абалакской свиты и её литостратиграфических аналогов, снятые в белом (а, в, д) и ультрафиолетовом (б, г, е) свете: а, б - Усть-Балыкское; б, г - Салымское; д, е - Сыморьяхское месторождения

V_2 – объем высвобождаемой нефти, которую можно извлечь, используя органические растворители, вакуумный взрыв и т.п. Объем УВ, относящихся к этой категории, определялся с использованием пиролитических параметров S_1 и ΔS_2 (разница величины высокотемпературного пика до и после экстракции органическими растворителями).

V_3 – объем потенциально генерируемой нефти – нефтегенерационный потенциал (предполагается пиролитическое воздействие на битуминозные отложения). Он соответствует величине высокотемпературного пика S_2 после экстракции исследуемых образцов органическими растворителями.

Суть предлагаемой ими методики подсчета запасов (ресурсов) заключается в следующем. На основе лабораторных исследований выделяются основные литологические типы пород, слагающих отложения БС и определяются их ФЕС (вычисляются средние значения). Разрабатываются алгоритмы, позволяющие по данным ГИС выделять эти литотипы в разрезах скважин. Определяются мощности выделенных литотипов и, зная их средние ФЕС, вычисляются линейные запасы по каждой из исследованных скважин. Затем, коррелируя выделенные литотипы по площади, рассчитываются запасы УВ в пределах этих площадей (месторождений).

Общим недостатком этой методики и других, предложенных ранее, является отсутствие ясного представления о механизме формирования коллекторов в рассматриваемых отложениях, что не позволяет обосновать ранжирование различных площадей по степени их перспективности. Ведь, как известно, доля продуктивных скважин не так велика и предложенная И.И. Нестеровым модель БС как «губки, пропитанной нефтью», способной отдавать УВ в любом месте, где ее вскрывает скважина, не подтвердилась.

Необходимо уяснить главное – что коллектора в составе БС, способные отдавать УВ имеют вторичное тектоно - гидротермальное происхождение, поэтому они приурочены именно к зонам тектонического дробления, которые прогнозируются на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования.

В заключение приведем пример оценки ресурсов нефти в черносланцевых формациях, используемый за рубежом по данным упомянутого выше коллектива авторов ОАО «ЦГЭ» и МГУ.

Зарубежные специалисты выполняют его объемным методом и включают подсчет «рисковых» или вероятностных геологических ресурсов. Для этого ими используются вероятные значения коэффициента успешности и коэффициента извлечения нефти, умножаемые на объем УВ, содержащихся в породах данной сланцевой формации. Коэффициент успешности вычисляется как вероятность получения промышленных притоков нефти из анализируемой части формации. Коэффициент извлечения нефти устанавливается по аналогии с уже разрабатываемыми объектами (имеющими схожие геолого-геофизические характеристики).

Эффективную толщину черносланцевой толщи получают как отношение суммарной толщины обогащенных ОВ интервалов (в которых его содержание превышает граничное значение) к полной мощности этой толщи.

Значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности принимаются по результатам анализа керн или по результатам интерпретации материалов ГИС; объемный коэффициент пластовой нефти оценивают с учетом пластовых температур и давлений.

Коэффициент успешности включает расчет двух вероятностных параметров: вероятности продуктивности черносланцевой формации по разрезу (фактор успешности по разрезу) и вероятности продуктивности по площади (фактор риска по площади).

При оценке извлекаемых ресурсов и запасов сланцевой нефти зарубежные специалисты используют термин – *технически извлекаемые ресурсы*: производство «рис-

ковых» геологических ресурсов нефти на коэффициент извлечения нефти (КИН), зависящий от целого ряда геологических и прочих факторов. Используется градация величин КИН, которая отражает содержание глин, коллекторские свойства и сложность геологического строения:

КИН = 6 % - принимается для черных (нефтяных) сланцев с относительно низким содержанием глин, простым до умеренной сложности геологическим строением, хорошими коллекторскими свойствами (высокой нефтенасыщенностью) и аномально высоким пластовым давлением (АВПД);

КИН = 4-5 % - принимается для нефтяных сланцев со средним содержанием глин, геологическим строением средней сложности, умеренными значениями АВПД и средними значениями коллекторских свойств;

КИН = 3 % - принимается для нефтяных сланцев с содержанием глин от среднего до высокого, геологическим строением от умеренного до сложного, нормальными пластовыми давлениями и низкими коллекторскими свойствами.